

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**COMPARANDO GEOMETRIAS DE *Risers* EM SISTEMAS  
*Offshore* UTILIZANDO MODELO DINÂMICO SIMPLIFICADO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**JÚLIA KLEINPAUL**

**PORTO ALEGRE, RS  
2019**



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**COMPARANDO GEOMETRIAS DE *Risers* EM SISTEMAS  
*Offshore* UTILIZANDO MODELO DINÂMICO SIMPLIFICADO**

**JÚLIA KLEINPAUL**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Químico.

**Orientador:**  
**Prof. Marcelo Farenzena, D.Sc.**

**PORTO ALEGRE, RS  
2019**

Autor, Júlia Kleinpaul

Comparando Geometrias de *Risers* em Sistemas *Offshore*  
Utilizando Modelo Dinâmico Simplificado / Júlia  
Kleinpaul. -- 2019.

58 f.

Orientador: Marcelo Farenzena, D.Sc.

Trabalho (Conclusão de curso) - Universidade Federal  
do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Departamento  
de Engenharia Química, Porto Alegre, BR-RS, 2019.

*Riser* em S, Golfadas severas, Modelo dinâmico  
simplificado, Controle de Golfadas I. Marcelo Farenzena,  
orient. II. Título.

# Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, por terem me dado todo o suporte até aqui, que mesmo às vezes sem entender o que exatamente eu estava fazendo, eles disseram: "Vai dar tudo certo, tu vai conseguir!"

À minha irmã, por me mostrar que antes de qualquer coisa, somos humanos.

À minha avó, por sempre se preocupar e rezar por mim.

À Flor e ao Léo, meus anjinhos de quatro patas, que fizeram dessa jornada mais leve.

E por último, mas não menos importante, à todo o corpo docente do departamento, especialmente ao meu orientador que com toda calma me ajudou a realizar este trabalho, e se manteve perseverante comigo.

Muito Obrigada!



# Resumo

Em virtude da exploração e produção em reservatórios de petróleo localizados em águas profundas e ultraprofundas, os sistemas de elevação de petróleo são mais longos e contam com a utilização de boias de sustentação de *risers*. Essa tecnologia ameniza as tensões geradas pelo peso do *riser* porém introduz uma geometria em S para o sistema de elevação de petróleo. Essa geometria é investigada no presente trabalho como fator de influência no regime de golfadas severas. Golfadas severas submetem os sistemas *offshore* à riscos operacionais, e devido a necessidade de controlar este fenômeno, a produção é reduzida. Com a combinação de dois modelos simplificados, foram feitas simulações de forma a avaliar e comparar o comportamento de golfadas severas em *riser* catenário livre e catenário complexo (*riser* em S). Os resultados demonstram que o ponto de bifurcação *Hopf*, no qual as oscilações geradas pelo escoamento em regime de golfadas severas começam a ocorrer, é retardado tanto pelo comprimento quanto pela inclinação da seção flutuante do *riser*. Assim, os resultados contribuem para o entendimento da influência da geometria no fenômeno de golfadas severas e de possível aplicação do modelo em controle de golfadas, com o intuito de aumentar o potencial de produção dos sistemas *offshore* de águas profundas e ultraprofundas.

**Palavras-chave:** *Riser* em S, Golfadas severas, Modelo dinâmico simplificado, Controle de Golfadas





# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação e objetivo . . . . .	3
1.2 Estrutura do trabalho . . . . .	4
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1 Sistemas de extração e produção de petróleo <i>offshore</i> . . . . .	5
2.1.1 Configurações de <i>risers</i> . . . . .	6
2.2 Escoamento multifásico com golfadas severas . . . . .	8
2.2.1 Problemáticas do regime com golfadas severas . . . . .	9
2.2.2 Métodos ativos e passivos de mitigação de golfadas . . . . .	10
2.3 Controle de golfadas severas . . . . .	12
2.4 Modelos simplificados . . . . .	13
<b>3 Metodologia</b>	<b>17</b>
3.1 Fast Offshore Well Model (FOWM) . . . . .	17
3.2 Modelo para <i>risers</i> em S . . . . .	22
3.3 Ajuste da geometria do modelo FOWM para <i>riser</i> em S . . . . .	23
3.4 Simulações . . . . .	24
<b>4 Resultados e Discussão</b>	<b>27</b>
4.1 Impacto da geometria com segmento intermediário . . . . .	27
4.2 Impacto dos parâmetros geométricos do segmento na amplitude das golfadas e produção . . . . .	29
<b>5 Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>35</b>
5.1 Conclusões . . . . .	35
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>37</b>
<b>A Metodologia</b>	<b>41</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1	Conformações de <i>risers</i> flexíveis. Fonte: Adaptado de Montgomery e Yeung (2002) . . . . .	2
Figura 2.1	Ilustração de um típico sistema well-flowline-riser, que consiste em: Poço (Seção1), flowline (Seção 2) e o riser (Seção 3). Fonte: adaptado de Pedersen et al. (2017) . . . . .	6
Figura 2.2	Configurações de <i>risers</i> : (a) vertical, (b) em catenária e (c) e (d) em catenária com configuração complexa. Fonte: Arruda et al. (2012) . .	7
Figura 2.3	Regimes de escoamento mais comuns em sistemas gás-líquido. Fonte: Adaptado de Di Meglio (2011). . . . .	8
Figura 2.4	Ilustração do comportamento cíclico que ocorre no regime de escoamento em golfadas severas. Uma válvula de estrangulamento controlável está localizada na parte superior do riser. Fonte: Adaptado de Biloft et al. (2013), Pedersen et al. (2017) . . . . .	9
Figura 2.5	Gráfico de bifurcação gerado a partir do modelo em estudo. . . . .	10
Figura 2.6	Estratégia de controle de golfadas por meio do controle da pressão da base do <i>riser</i> . PC: controlador de pressão. PT: transmissor de pressão. Fonte: Adaptado de Jahanshahi e Skogestad (2015) . . . . .	13
Figura 2.7	Configurações de <i>risers</i> flexíveis. Fonte: Adaptado de Jahanshahi (2013). . . . .	15
Figura 3.1	Sistema modelado pelo FOWM. Fonte: Diehl et al. (2017). . . . .	18
Figura 3.2	Ilustração do modelo de válvula virtual proposto por Meglio et al. (2010) Fonte: Adaptado de Di Meglio et al. (2012) . . . . .	21
Figura 3.3	Geometria simplificada considerada no modelo de Nemoto et al. (2015). Fonte: Nemoto et al. (2015). . . . .	23
Figura 4.1	Diagrama de bifurcação: vazão versus abertura da válvula de produção. Em tracejado o valor médio das oscilações. Obtido com comprimento da seção intermediária $L_{r,2}$ igual a zero (catenário livre) e 400 metros. . . . .	28
Figura 4.2	Diagrama de bifurcação: pressão no ponto PDG versus abertura da válvula de produção. Em tracejado o valor médio das oscilações. Obtido com comprimento da seção intermediária $L_{r,2}$ igual a zero (catenário livre) e 400 metros. . . . .	29
Figura 4.3	Variação da vazão de produção em função do comprimento da seção intermediária, com comprimentos $L_{r,2}$ de zero, 400 e 800 metros. . .	30

Figura 4.4	Variação da pressão no ponto PDG em função do comprimento da seção intermediária, com comprimentos $L_{r,2}$ de zero, 400 e 800 metros.	30
Figura 4.5	Variação da vazão de produção em função da angulação da seção intermediária, com $\theta_{r,2}$ igual a zero, -30 e -60 graus. . . . .	31
Figura 4.6	Variação da pressão no ponto PDG em função da angulação da seção intermediária, com $\theta_{r,2}$ igual a zero, -30 e -60 graus. . . . .	32
Figura 4.7	Ponto <i>Hopf</i> em função da angulação e do comprimento da seção intermediária . . . . .	33

# Lista de Tabelas

Tabela 3.1	Parâmetros utilizados na simulação. . . . .	22
Tabela 3.2	Parâmetros utilizados na simulação: dados de um poço real. . . . .	25
Tabela 3.3	Parâmetros geométricos utilizados na simulação. . . . .	26
Tabela 4.1	Resultados a partir de combinações de parâmetros . . . . .	33

# Lista de Símbolos

$\alpha_{gr}$	Fração de gás no reservatório	
$\alpha_{gt}$	Fração de gás na coluna de produção	
$\alpha_g$	Fração de gás no <i>riser</i>	
$\alpha_{lt}$	Fração de líquido na coluna de produção	
$\alpha_l$	Fração de líquido no <i>riser</i>	
$\rho_{ai}$	Massa específica do gás na região anular	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{gt}$	Massa específica do gás na coluna de produção	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{mt}$	Massa específica da mistura na coluna de produção	kg/m <sup>3</sup>
$A_{ss}$	Área da seção transversal do <i>riser</i>	m <sup>2</sup>
$C_g$	Coefficiente de vazão da válvula virtual	
$E$	Fração de gás <i>bypass</i> a bolha e penetra o <i>riser</i>	
$g$	Aceleração da gravidade	m/s <sup>2</sup>
$K_a$	Coefficiente de vazão da válvula de <i>gás-lift</i>	
$K_r$	Parâmetro de Vogel	
$K_w$	Coefficiente de vazão da árvore de natal	
$L_{tr,i}$	Comprimento de líquido da seção <i>i</i> do <i>riser</i>	m
$L_{r,i}$	Comprimento da seção <i>i</i> do <i>riser</i>	m
$M$	Massa molar do gás	kg/kmol
$m_{ga}$	Massa de gás na região anular	kg
$m_{gb}$	Massa de gás na bolha na base do <i>riser</i>	kg
$m_{gt}$	Massa de gás na coluna de produção	kg

$m_{L,still}$	Parâmetro de ajuste	kg
$m_{lt}$	Massa de líquido na coluna de produção	kg
$P_{ai}$	Pressão na região anular	Pa
$P_{bh}$	Pressão na entrada da coluna de produção	Pa
$P_{eb}$	Pressão na bolha de gás	Pa
$P_{pdg}$	Pressão no ponto PDG	Pa
$P_{rb}$	Pressão na base do <i>riser</i>	Pa
$P_{rt}$	Pressão no topo do <i>riser</i>	Pa
$P_{rt}$	Pressão no topo do riser	Pa
$P_{tb}$	Pressão na base da coluna de produção	Pa
$P_{tt}$	Pressão no topo da coluna de produção	Pa
$t$	Tempo	s
$V_a$	Volume da região anular	m <sup>3</sup>
$V_{eb}$	Volume da bolha de gás	m <sup>3</sup>
$V_{gt}$	Volume de gás na coluna de produção	m <sup>3</sup>
$V_{lr}$	Volume total de líquido do <i>riser</i>	m <sup>3</sup>
$V_{r,i}$	Volume total da seção <i>i</i> do <i>riser</i>	m <sup>3</sup>
$V_{ss}$	Volume do <i>flowline</i> e do <i>riser</i>	m <sup>3</sup>
$V_t$	Volume da coluna de produção	m <sup>3</sup>
$W_{gc}$	Vazão mássica de gás que entra na região anular	kg/s
$W_g$	Vazão mássica de gás na válvula virtual	kg/s
$W_{iv}$	Vazão mássica de gás injetado na coluna de produção	kg/s
$W_r$	Vazão mássica de gás e líquido na entrada do poço	kg/s
$W_u$	Parâmetro de ajuste	
$W_{whg}$	Vazão mássica de gás na árvore de natal	kg/s
$W_{whl}$	Vazão mássica de líquido na árvore de natal	kg/s

## Siglas

BSR	<i>Boia de Sustentação de Risers</i>
PDG	<i>Permanent Downhole Gauge</i>
SLWR	<i>Stell Lazy Wave Riser</i>
TTR	<i>Top Tensioned Riser</i>





# Capítulo 1

## Introdução

Na última década o Brasil teve elevado crescimento na produção de petróleo, principalmente seguido da descoberta do pré-sal, que hoje representa mais de 50% da produção nacional. O pré-sal é hoje uma das reservas mais produtivas do mundo, chegando a produzir mais de 10 mil barris de petróleo por dia por poço. As reservas do pré-sal são localizadas abaixo de aproximadamente 2 mil metros de lamina d'água e 5 mil metros do fundo do mar. A indústria petrolífera enfrentou desafios para explorar tais reservas, dado as condições de localização foi necessário investir e criar soluções técnicas para viabilizar a produção (PETROBRÁS, 2019b; PETROBRÁS, 2019a).

Dentre as dificuldades de se produzir no pré-sal estão a profundidade dos reservatórios e a distância que se encontram da costa. Portanto, diferentemente da produção em terra ou mesmo em águas rasas, as estruturas de sistemas *offshore* em águas ultra-profundas contam com unidades flutuantes de produção. Desta circunstância surge a necessidade de considerar dois fatores no projeto: o movimento marítimo que atinge a unidade flutuante e o peso das linhas de elevação da produção, que é maior quanto mais espessa for a lâmina d'água (PETROBRÁS, 2019b).

Como forma de minimizar os efeitos adversos causados por esses fatores, surge a boia de sustentação de *risers* (BSR). Esta é uma das tecnologias pioneiras do pré-sal, e configura-se numa boia que serve para sustentar o peso das linhas de produção e desvincular o movimento marítimo das instalações no fundo do oceano, evitando danos mecânicos nas conexões e garantindo a segurança da operação (PETROBRÁS, 2019a).

Esse sistema possui uma nova geometria, com curvaturas intermediárias devido ao ponto sustentado pela boia. Ainda que essa tecnologia tenha viabilizado a produção em condições que usualmente causaria fadiga nas instalações e riscos de operação, a influência da geometria do *riser* "em S" no regime de escoamento e suas implicações ainda está sendo investigada.

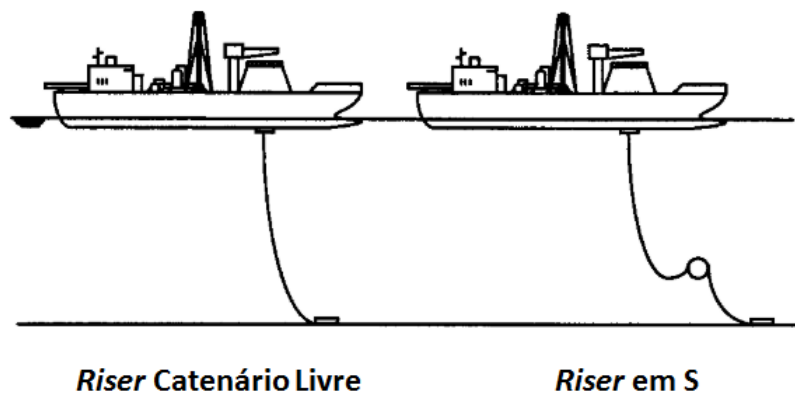


FIGURA 1.1. Conformações de *risers* flexíveis. Fonte: Adaptado de Montgomery e Yeung (2002)

Nas atividades de extração e produção, o fluido extraído do reservatório é composto majoritariamente por óleo, água e gás. É próprio de sistemas como este que ocorra separação das fases, denominando-se, portanto, de fluido multifásico. Escoamentos multifásicos implicam na formação de regimes de escoamento variados, dentre os quais está o regime de escoamento com golfadas severas (NUNES et al., 2010).

O fenômeno de golfadas severas ocorre quando a fase líquida bloqueia a fase gás em pontos onde há curvatura nos sistemas, formando bolhas de gás que quando vencem a pressão da coluna de líquido do *riser* causam o efeito de *blow-out* (arraste súbito de todo o líquido para a saída de produção e entrada do separador), acarretando em desequilíbrio e dificuldade de controle do sistema (NUNES et al., 2010).

Regimes de escoamento com golfadas severas não permitem operar o processo

com segurança e constância. Portanto, para evitar que tal fenômeno ocorra, a indústria busca soluções anti-golfadas. Atualmente manter a válvula *choke* (válvula localizada na saída da produção) na condição de operação adequada é a única solução praticada. Isto significa, na maioria dos casos, manter a válvula com abertura controladamente reduzida proporcionando um regime de escoamento estável, porém uma produção baixa.

Novos modelos e métodos para controle de golfadas são estudados com a finalidade de possibilitar maior abertura da válvula *choke*, e elevar a taxa de produção de petróleo (Di Meglio et al., 2012; GEREVINI et al., 2018; OHREM et al., 2017). Sendo este um problema recorrente, não apenas estratégias de controle ativo, mas também o entendimento da geometria do sistema sobre o regime de escoamento se faz relevante para compreender maneiras de mitigar ou eliminar a ocorrência de golfadas.

## 1.1 Motivação e objetivo

A indústria de petróleo e gás tem enorme relevância na economia Brasileira, no cenário atual e futuro; isso porque o país possui uma das maiores reservas de petróleo leve com grande valor agregado. Visto que a maior parte dos campos onde se encontram estas reservas está localizada em altas profundidades, o estudo de tecnologias aplicadas à produção *offshore* em águas profundas e ultraprofundas se faz importante como forma de proporcionar o melhor aproveitamento das riquezas que ao nosso país pertencem.

Este trabalho busca analisar a influência causada pela geometria do *riser* nas condições de escoamento que geram o regime de golfadas severas, verificar se os *risers* em forma de S pronunciam ou amenizam o regime de escoamento em golfadas, e assim contribuir para melhor forma de suprimir este fenômeno.

O objetivo principal é, portanto, analisar o impacto da geometria do sistema no regime de escoamento multifásico com golfadas severas, considerando um *riser* catenário livre e outro contendo boia de sustentação, catenário complexo. Para este estudo será usado o modelo simplificado publicado por Diehl et al. (2017) e adaptado

com base no modelo de Nemoto et al. (2015).

Os seguintes objetivos específicos foram traçados para alcançar este fim:

- Replicar o modelo Fast Offshore Well Model (FOWM) de Diehl et al. (2017); variar a abertura da válvula *choke* mantendo as dimensões para fins de visualização do comportamento de golfadas severas em *riser* catenário livre;
- Ajustar a geometria do modelo simplificado Fast Offshore Well Model (FOWM) com base no modelo de Nemoto et al. (2015); comparar o regime de golfadas severas entre geometrias; variar a abertura da válvula *choke* e o comprimento da seção intermediária, assim como o ângulo da mesma e analisar quais os impactos no regime de golfadas severas;

## 1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho será dividido em cinco capítulos, referências e apêndice. No Capítulo 1 é feita uma breve introdução da motivação e dos principais objetivos do estudo. No Capítulo 2, são apresentados os conceitos de sistemas de extração e produção de petróleo, instalações e geometrias de *risers*, bem como o fenômeno de golfadas severas, suas causas e soluções. Ainda neste capítulo são apresentados métodos de controle de golfadas e um resumo dos modelos simplificados destinados às estratégias de controle de golfadas. O Capítulo 3 descreve os modelos usados como base e os ajustes feitos, bem como descreve as simulações realizadas. Resultados e discussões são apresentados no Capítulo 4. No Capítulo 5 é apresentada a conclusão e as sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem como função apresentar conceitos importantes para o desenvolvimento e entendimento de todo o trabalho.

### 2.1 Sistemas de extração e produção de petróleo *offshore*.

Os sistemas *offshore* são projetados para elevar o petróleo dos reservatórios submarinos até a unidade de produção. A escolha do método de elevação e da configuração dos sistemas influencia diretamente o regime de escoamento dos fluidos. (NUNES et al., 2010) Para melhor entendimento, os sistemas de elevação de petróleo podem, simplificadaamente, serem subdivididos em três partes: poços de produção, *flowlines* e *risers*, conforme ilustrado na Figura 2.1.

- Os poços de produção representados na seção 1 são compostos por uma coluna de produção e a árvore de natal (equipamento contendo 16 conjunto de válvulas que controlam a produção). São estruturas rígidas e fixas que alcançam o reservatório, por onde os líquidos, gases e sólidos entram no sistema. (NUNES et al., 2010; WANG et al., 2012)
- *Flowlines* (seção 2), chamados de linhas de escoamento (NUNES et al., 2010) ou *pipelines*, consistem em dutos que acompanham o fundo do oceano, transportando os fluidos pelo caminho do poço até o ponto onde começa a elevação, ou seja, início do riser.

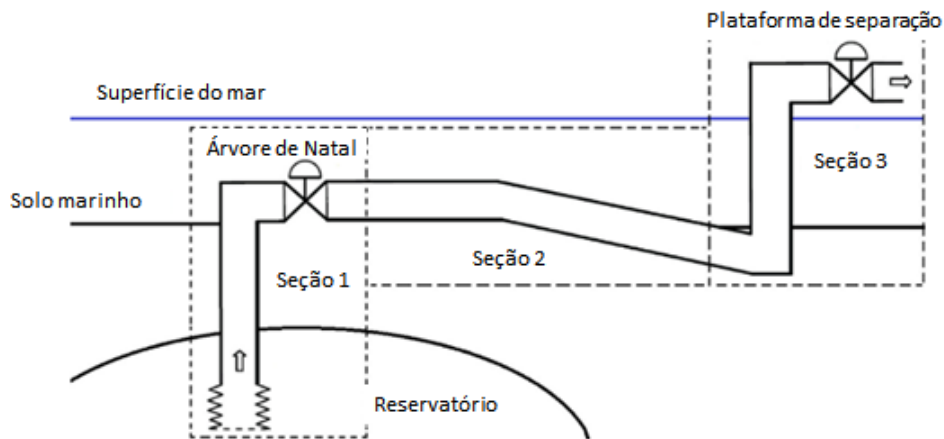


FIGURA 2.1. Ilustração de um típico sistema well-flowline-riser, que consiste em: Poço (Seção1), flowline (Seção 2) e o riser (Seção 3). Fonte: adaptado de Pedersen et al. (2017)

- O *riser* (seção 3) é continuação dos *flowlines*, estrutura tubular estreita, responsável pela elevação dos fluidos; parte do solo até ser conectada à plataforma de processamento e armazenagem.

### 2.1.1 Configurações de *risers*

Os *risers* podem ser constituídos de aço compostos por tubos soldados, chamados de *risers* rígidos; ou podem ser flexíveis, constituídos por materiais poliméricos entrelaçados. *Risers* podem ser classificados conforme sua geometria, os flexíveis geralmente apresentam-se na forma catenária livre e catenária complexa, com flutuadores intermediários e tendão. Já os rígidos, além das formas catenárias podem ser verticais ou tensionados no topo (Top Tensioned Riser – TTR) (ARRUDA et al., 2012). A Figura 2.2 mostra as diferentes configurações de *risers* usados na indústria petrolífera.

O *riser* de aço catenário (SCR) foi uma alternativa econômica e confiável para um número crescente de campos de petróleo e gás em águas profundas. No entanto, para profundidades ainda maiores se tornou inviável devido à tensão gerada quando o comprimento suspenso é grande (WANG; DUAN, 2015).

Como solução para águas profundas e ultraprofundas, surge o *riser* de aço catenário Lazy-Wave (SLWR). Instalando-se boias por toda a seção intermediária do *riser*,

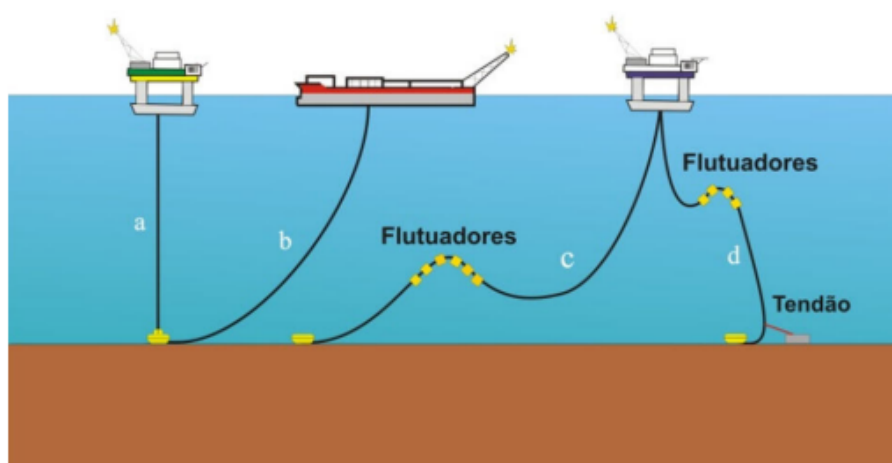


FIGURA 2.2. Configurações de *risers*: (a) vertical, (b) em catenária e (c) e (d) em catenária com configuração complexa. Fonte: Arruda et al. (2012)

cria-se uma força de empuxo que sustenta parte do peso, eliminando assim a tensão excessiva no topo (WANG; DUAN, 2015).

*Risers* catenários flexíveis tem aplicações que podem chegar a profundidades de até 8.000 pés, alta pressão de até 10.000 psi, altas temperaturas acima de 150 F, e suportar movimentos de grandes embarcações em condições climáticas adversas (BAI; BAI, 2005).

Segundo Wang e Duan (2015) um SLWR típico consiste em duas partes: uma é a linha que acompanha do fundo do mar, a outra é a parte suspensa na água. A parte suspensa pode ser dividida em três seções: seção inferior, seção de flutuação e seção superior.

Em comparação com o catenário simples, geometrias de catenários complexos apresentam duas curvas na seção intermediária, o que favorece o desacoplamento do movimento do *riser* entre a seção superior e a seção de contato com o solo. Ademais, em sistemas profundos, um maior comprimento do *riser* acarreta em um maior peso, que em conjunto com as adversidades do alto mar podem gerar fadiga nas conexões com a plataforma. Por consequência, o alívio das cargas e tensões em sistemas catenários complexos com unidades flutuantes proporciona maior vida útil ao sistema (THOMAS et al., 2010).

## 2.2 escoamento multifásico com golfadas severas

Segundo Di Meglio (2011), entre os fatores que influenciam a natureza do fluxo multifásico estão a geometria do tubo, as condições de pressão e temperatura, a densidade, viscosidade e composição dos fluidos, e suas velocidades relativa e absoluta. Assim, um determinado sistema pode experimentar regimes de fluxo diferentes ao longo do tempo, se essas condições mudarem. A Figura 2.3 reúne quatro classificações observadas para fluidos multifásicos.

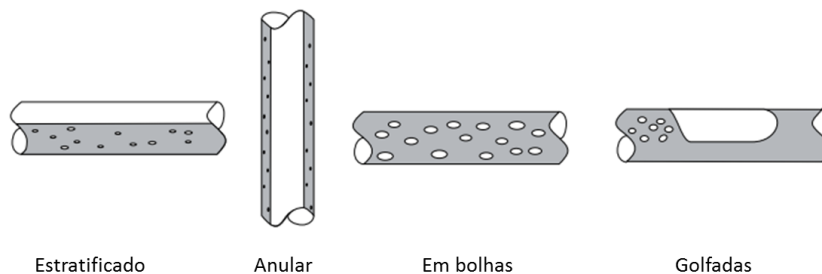


FIGURA 2.3. Regimes de escoamento mais comuns em sistemas gás-líquido. Fonte: Adaptado de Di Meglio (2011).

Golfadas (em inglês *Slugging*), é um regime de escoamento de fluxo bifásico ou trifásico não homogêneo, que configura ciclos intermitentes de escoamento. Bolhas de gás fluem através do tubo seguidas de "golfadas" de líquido (Di Meglio et al., 2012). O regime de escoamento com golfadas severas é comum em sistemas *flowline-riser* que elevam misturas de óleo e gás à superfície (YEHUDA, 1986). Tais regimes de escoamento, ditos "*riser* induzidos", caracterizam-se por oscilações severas de vazão e pressão (JAHANSHAH; SKOGESTAD, 2015).

A Figura 2.4 exemplifica a ocorrência de golfadas severas, fenômeno que se inicia no ponto baixo entre o *flowline* horizontal e o *riser* vertical. O comportamento pode ser dividido em quatro etapas: (1) O líquido acumula-se na base do riser; (2) O gás é bloqueado pelo líquido na base do riser, que preenche cada vez mais a tubulação à montante; (3) A bolha de gás aumenta ao ponto de vencer a pressão da coluna de líquido e empurrá-la para fora repentinamente, etapa conhecida como *blow-out*; (4) Após o *blow-out* a pressão hidrostática se reestabelece e o líquido volta a se acumular. E esse



ciclo recomeça (PEDERSEN et al., 2017).

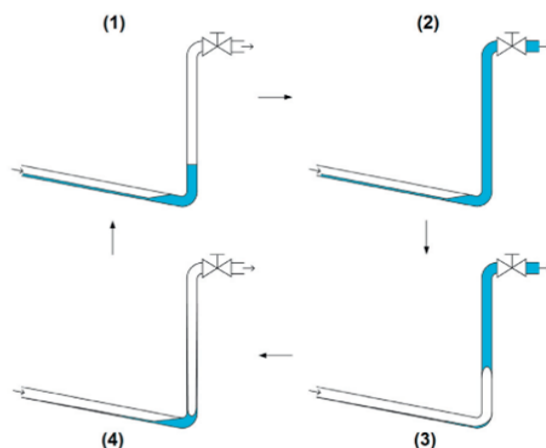


FIGURA 2.4. Ilustração do comportamento cíclico que ocorre no regime de escoamento em golfadas severas. Uma válvula de estrangulamento controlável está localizada na parte superior do riser. Fonte: Adaptado de Bilotft et al. (2013), Pedersen et al. (2017)

O regime instável de golfadas pode ocorrer também quando induzido pelo sistema *gas-lift*, método artificial de elevação de petróleo amplamente utilizado. A indução de golfadas por *gas-lift* é chamada de *casing-heading* e ocorre quando a partir da região anular o gás é intermitentemente injetado na coluna por onde sobem o óleo e o gás do reservatório, isso devido a um período durante o qual a produção de óleo cessa e a injeção de gás causa elevação na pressão até que ocorra o *blow-out* (SINEGRE et al., 2006).

### 2.2.1 Problemáticas do regime com golfadas severas

O regime de escoamento em golfadas é preocupante na medida em que causa oscilações periódicas da pressão e conseqüentemente da vazão, devido à compressibilidade das bolhas de gás e à variação do peso da coluna de líquido. Essas oscilações são prejudiciais aos equipamentos, e quando o nível de severidade aumenta, podem resultar no fechamento das instalações na superfície e perdas de produção. Além disso, a produção total é menor em comparação com os regimes de fluxo constante, como os fluxos borbulhante ou anular, em que o petróleo e o gás são produzidos a taxas constantes. (Di Meglio, 2011; DIEHL et al., 2017).

Na prática, a razão principal para as perdas de produção é que o método utilizado para estabilizar o fluxo consiste em simplesmente reduzir a abertura da válvula de produção para que nunca se chegue na abertura crítica, também denominada de ponto Hopf, na qual o fenômeno começa a ocorrer (Di Meglio et al., 2012). O ponto Hopf é a abertura na qual o sistema passa de um escoamento estável para oscilações em torno de um estado estacionário. A figura 2.5 mostra um gráfico de bifurcação, no qual o ponto Hopf está em aproximadamente 25%.

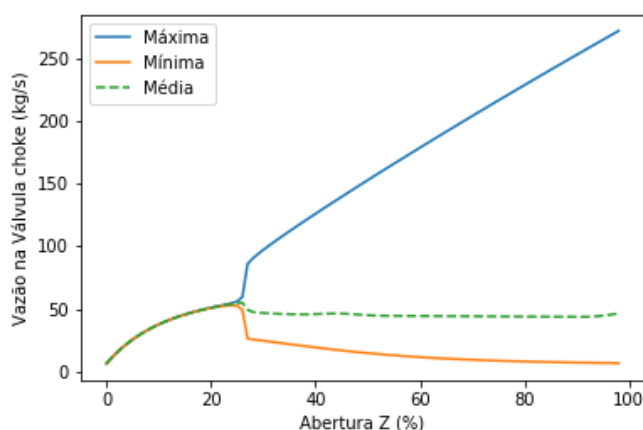


FIGURA 2.5. Gráfico de bifurcação gerado a partir do modelo em estudo.

## 2.2.2 Métodos ativos e passivos de mitigação de golfadas

Golfadas oferecem grande risco para a operação: comprometer a integridade mecânica da estrutura, ultrapassar a capacidade do separador, e prejudicar o aproveitamento do reservatório. Como forma de mitigar ou eliminar as golfadas severas, vários métodos foram estudados desde 1960 (YOCUM, 1973). Podem-se classificar os métodos em duas categorias: ativos ou passivos.

Métodos ativos necessitam da interferência externa, ou seja, mudanças diretas no processo são provocadas por atuadores. Soluções ativas podem ser aplicadas de três principais formas, segundo Xing et al. (2013b):

- Válvula *choke* no topo do riser: operador ajusta a abertura da válvula, condicionando a pressão de forma a estabilizar a vazão;

- *Gas-lift* externo: necessita de compressores e tubulações para levar o gás até o ponto de injeção, a função do gás é baixar a densidade da mistura diminuindo a pressão hidrostática que aprisiona a bolha de gás e causa a golfada;
- Baseado em controle de processos: ajuste das válvulas de controle de vazão por malhas de controle *feedback*, com transmissores de pressão, temperatura e vazão.

Métodos passivos não necessitam de atuadores e são aplicados como parte do projeto, de maneira a adaptar a estrutura física do sistema para que mitigue ou elimine esse fenômeno alterando as condições do escoamento (PEDERSEN et al., 2017; XING et al., 2013a). Conforme Pedersen et al. (2015), os princípios que regem a funcionalidade das soluções passivas são:

- Reduzir o diâmetro no início do *riser* vertical. Quanto maior a razão entre comprimento e diâmetro maior a região de estabilidade dentro das mesmas condições primárias;
- Usar múltiplos *risers* ao invés de apenas um único *riser*;
- Usar um dispositivo que misture as duas fases na base do *riser*, evitando o acúmulo do líquido e o bloqueio do gás;

Alguns exemplos de aplicação dos métodos passivos mostrados por Pedersen et al. (2017) são descritos a seguir, todos são denominados "condicionadores de vazão":

- *Wavy pipe*: Uma tubulação ondulada localizada antes da base do *riser* cria pequenas golfadas artificiais que previnem a formação de golfadas maiores;
- *Venturi-shaped device*: Localizado na base do *riser*, uma seção de tubulação com estreitamento seguida da expansão provoca alteração na pressão e na velocidade, causando mistura do fluido;
- *Helix-shaped pipe*: À montante da base do *riser*, coloca-se uma tubulação em forma helicoidal, agindo como misturador;

- *Slug catcher*: É o mais usado dos métodos passivos. Funciona como tanque intermediário e às vezes até separa o líquido e o gás. Opera como filtro físico de baixa passagem, de tal forma que a entrada oscilante de alta frequência será filtrada para um fluxo suave.

Em comparação com os métodos ativos, os métodos passivos não podem ser ajustados no decorrer do tempo de funcionamento do sistema. No entanto, não precisam de investimentos extras em operadores, compressores, instrumentos de medição e atuadores. Além disso, podem poupar a utilização dos métodos ativos quando em conjunto, tornando a produção mais eficiente e até mesmo aumentando a taxa de produção (PEDERSEN et al., 2017; XING et al., 2013b; GEREVINI et al., 2018).

## 2.3 Controle de golfadas severas

Na prática, sistemas de controle anti-golfadas não estão operando devido a problemas de robustez: O controle *feedback* torna-se instável após algum tempo, por exemplo devido a perturbações na vazão de entrada ou a alterações na planta (JAHANSHAHI, 2013). A não linearidade em diferentes condições de operação é uma das causas de alterações na planta. Além disso, o tempo morto é um fator problemático para a estabilização.

A solução convencional é fechar parcialmente a válvula *choke*, localizada na superfície, aumentando a pressão e diminuindo a velocidade de escoamento (PEDERSEN et al., 2015). Porém, isso acaba por reduzir a taxa de produção, o que é especialmente problemático quando o reservatório já tem a pressão relativamente baixa. Portanto, é desejável encontrar uma solução que garanta um escoamento estável e a taxa de produção máxima.

O controle *feedback* automático se mostrou uma alternativa plausível para solucionar o problema. Como mostrado na Figura 2.6, o controlador geralmente atua na válvula *choke*, como variável manipulada ela controla a pressão na base do *riser* ( $P_{rb}$ ) ajustando-a para um ponto de estabilidade (JAHANSHAHI; SKOGESTAD, 2015).

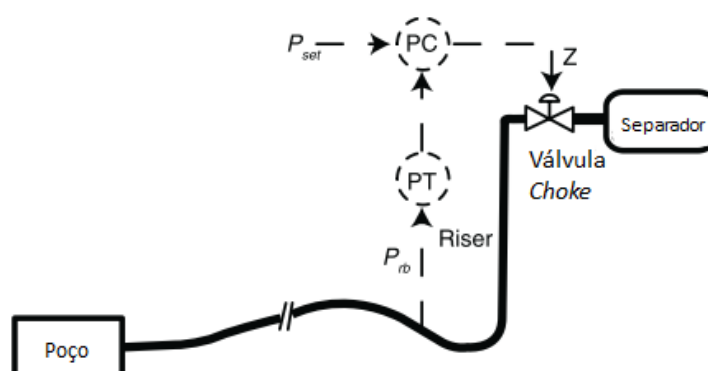


FIGURA 2.6. Estratégia de controle de golfadas por meio do controle da pressão da base do riser. PC: controlador de pressão. PT: transmissor de pressão. Fonte: Adaptado de Jahanshahi e Skogestad (2015)

Para ajustar o controlador, um modelo do sistema de produção na condição instável deve ser aplicado. Pode-se citar alguns trabalhos que propuseram modelos simplificados, capazes de descrever a dinâmica de golfadas do sistema sem necessariamente descrever propriamente as golfadas. Alguns destes modelos: Diehl et al. (2017); Jahanshahi (2013); Jahanshahi et al. (2012); Di Meglio (2011); Eikrem et al. (2008).

## 2.4 Modelos simplificados

Segundo Jahanshahi e Skogestad (2015), modelos dinâmicos simplificados contam com poucas variáveis de estado e capturam o comportamento essencial para aplicações de controle. Os modelos simplificados são capazes de representar a dinâmica principal de golfadas severas e se comparam bem aos resultados de dados experimentais e de modelos de simuladores mais rigorosos, como o simulador OLGA® (BENDIKSEN K. H., 1991).

Modelos simplificados são preferíveis para aplicações de controle. Por possuírem menor número de equações diferenciais (ODEs) acabam por fornecer resposta rápida. Por outro lado, as simplificações acarretam em perda de precisão (JAHANSHAH; SKOGESTAD, 2015). Também se deve evidenciar que modelos que

levam simplificações acabam por usar parâmetros associados, e por consequência devem ser calibrados com dados confiáveis (NEMOTO et al., 2015).

Muitos modelos simplificados têm sido estudados para configurações convencionais, com *flowline/pipeline* horizontal e leve inclinação no final, seguido de *riser* vertical. Esses modelos têm como fundamento a conservação de massa, portanto as massas de líquido e gás em cada segmento do sistema são consideradas como os estados dinâmicos. Geralmente, os modelos admitem apenas fluido bifásico, considerando líquido (mistura óleo e água) e gás. Assim, a interação entre as fases e o balanço energético são desconsiderados, tal como o princípio da conservação da quantidade de movimento (Di Meglio, 2011; EIKREM et al., 2008; JAHANSHAHI et al., 2012; JAHANSHAHI; SKOGESTAD, 2011; DIEHL et al., 2017).

Alguns autores já haviam estudado os efeitos da geometria do sistema no regime de golfadas severas. Segundo Mokhatab e Towler (2007) o primeiro estudo experimental em *risers* flexíveis foi publicado em 1991, por Tin (1991): Geometrias de catenária livre, *Lazy-S* e *Steep-S* foram investigadas e mapas dos padrões de escoamento foram produzidos para as diferentes configurações. A partir da análise, verificou-se que o comportamento do ciclo de pressão de um *riser* em forma de S varia significativamente do encontrado em *risers* verticais.

Mais recentemente, Park et al. (2014) comparou dados de experimentos com sistemas de geometrias "em S" com os do simulador OLGA® e teve boa concordância de resultados. Li et al. (2017) usou um *riser* de configuração "em S" para mostrar experimentalmente a influência do tamanho do *pipeline* nos padrões e estágios da formação e produção das golfadas.

Porém, apesar de os estudos experimentais já terem evoluído bastante para os *risers* "em S", os modelos simplificados, foco da estratégia *control-based*, ainda são escassos para estas geometrias de sistemas. Apenas um modelo simplificado foi identificado; Nemoto et al. (2015) usou como embasamento o trabalho de Jahanshahi e Skogestad (2011) e apresentou um modelo simplificado que se adapta para *risers* de geometrias mostradas na Figura 2.7. O modelo proposto teve boa adequação ao dados de referência de um simulador e ao comportamento oscilatório de golfadas severas.

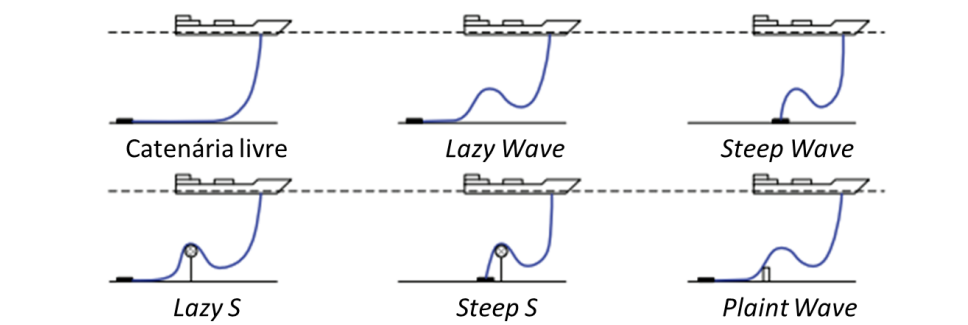


FIGURA 2.7. Configurações de *risers* flexíveis. Fonte: Adaptado de Jahanshahi (2013).





# Capítulo 3

## Metodologia

Este capítulo é dedicado à descrição dos modelos utilizados e da simulação para comparação de geometrias de *risers*. O estudo teve como base o modelo dinâmico simplificado Fast Offshore Well Model (FOWM) proposto por Diehl et al. (2017). A partir do modelo FOWM foi inserida a geometria para *risers* em S com base no modelo de Nemoto et al. (2015).

### 3.1 Fast Offshore Well Model (FOWM)

O FOWM é fundamentado nos modelos já existentes na literatura, com algumas alterações. Esse consiste em um conjunto de seis equações diferenciais ordinárias (ODEs) e é o único que contempla o sistema por inteiro para um sistema típico de águas profundas e ultra profundas: o reservatório, a coluna de produção, a área anular de injeção *gas-lift*, o *flowline* e o *riser*. O sistema completo é ilustrado na Figura 3.1.

As massas nas diferentes seções do sistema são os estados dinâmicos, sendo  $m_{ga}$  a massa de gás na região anular,  $m_{gt}$  e  $m_{lt}$  respectivamente as massas de gás e líquido na coluna de produção,  $m_{gb}$  a massa de gás na bolha do *flowline*,  $m_{gr}$  e  $m_{lr}$  as massas de gás e líquido no *riser*, respectivamente. Os balanços de massa compõe as seis ODEs do modelo e são apresentados nas equações (3.1) a (3.6).

$$\frac{dm_{ga}}{dt} = W_{gc} - W_{iv} \quad (3.1)$$

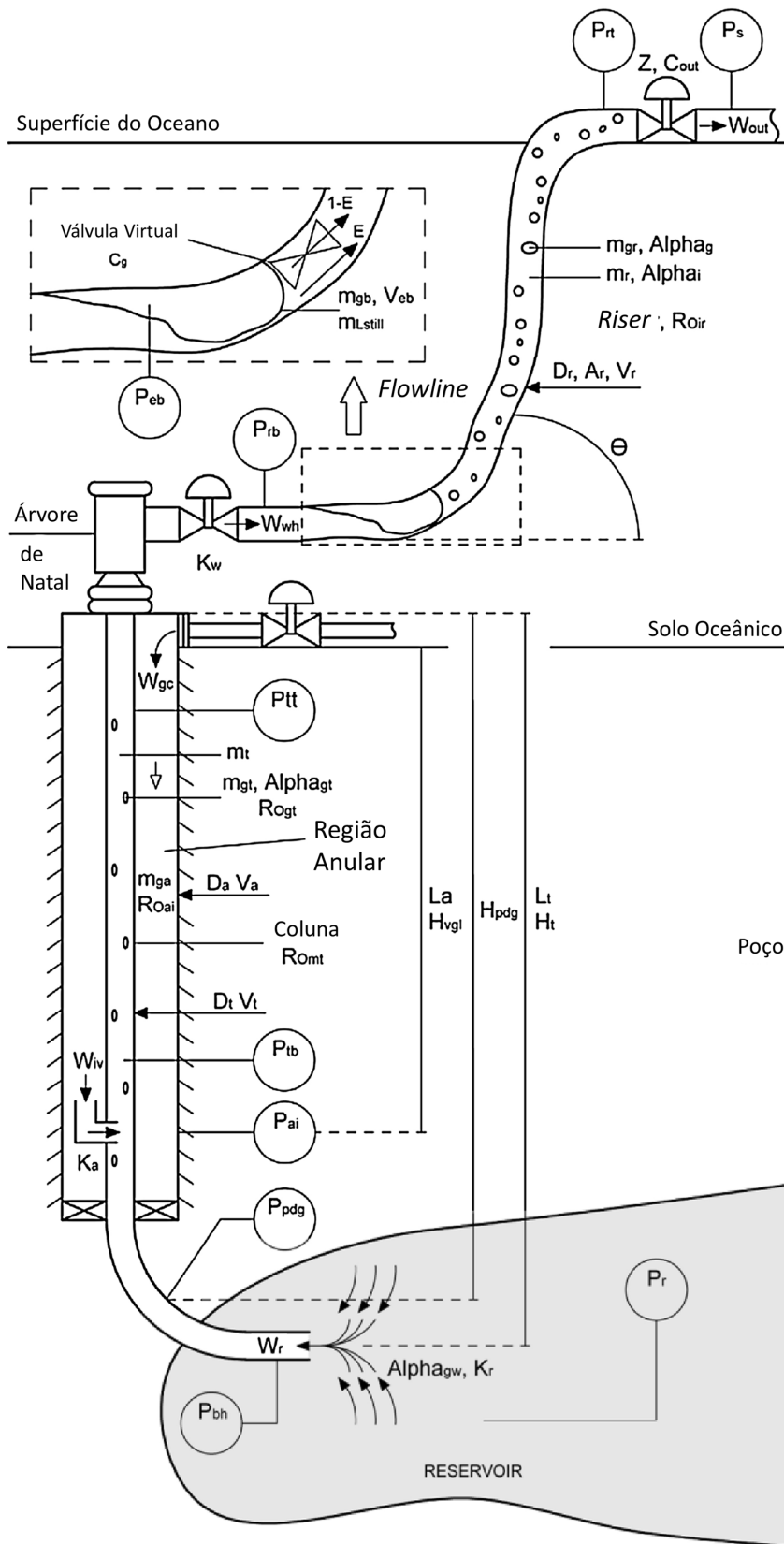


FIGURA 3.1. Sistema modelado pelo FOWM. Fonte: Diehl et al. (2017).

$$\frac{dm_{gt}}{dt} = W_r \alpha_{gr} + W_{iv} - W_{whl} \quad (3.2)$$

$$\frac{dm_{lt}}{dt} = W_r(1 - \alpha_{gr}) - W_{whl} \quad (3.3)$$

$$\frac{dm_{gb}}{dt} = (1 - E)W_{whg} - W_g \quad (3.4)$$

$$\frac{dm_{gr}}{dt} = EW_{whg} + W_g - W_{gout} \quad (3.5)$$

$$\frac{dm_{lr}}{dt} = W_{whl} - W_{lout} \quad (3.6)$$

Onde  $W_{gc}$ , a vazão de gás que entra na região anular é constante,  $\alpha_{gr}$  é a fração de gás nas condições de temperatura e pressão do reservatório.  $E$  é a fração de gás que penetra diretamente o riser, não fica contido na bolha.

$W_{iv}$  é a vazão mássica que entra na coluna de produção é dada pela equação da válvula (3.7), onde  $\rho_{ai}$  é a massa específica do gás na região anular,  $K_a$  é o coeficiente de vazão da válvula,  $P_{ai}$  é a pressão de gás no ponto de injeção na região anular e  $P_{tb}$  é a pressão no ponto de injeção do gás internamente na coluna de produção.

$$W_{iv} = K_a \sqrt{\rho_{ai}(P_{ai} - P_{tb})} \quad (3.7)$$

$W_r$  é a vazão mássica na entrada do poço, estimada pelo modelo de Vogel (1968), é representada pela equação (3.8).  $K_r$  é constante e proporcional à taxa de produção do reservatório.  $P_{bh}$  é a pressão na entrada da coluna de produção e  $P_r$  é a pressão no reservatório.

$$W_r = K_r \left[ 1 - \left( 0,2 \frac{P_{bh}}{P_r} \right) - \left( 0,8 \frac{P_{bh}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.8)$$

$W_{whg}$  e  $W_{whl}$  são as vazões mássicas de gás e líquido na árvore de natal, representadas pela equação da válvula em (3.9) e (3.10), respectivamente.

$K_w$  é o coeficiente de vazão da árvore de natal.  $\rho_L$  é a massa específica do líquido declarada constante.  $P_{tt}$  e  $P_{rb}$  são a pressão no topo da coluna e a pressão na base do *riser*, respectivamente.  $\alpha_{gt}$  é a fração de gás na coluna de produção.

$$W_{whg} = K_w \sqrt{\rho_L (P_{tt} - P_{rb})} \alpha_{gt} \quad (3.9)$$

$$W_{whl} = K_w \sqrt{\rho_L (P_{tt} - P_{rb})} (1 - \alpha_{gt}) \quad (3.10)$$

A vazão de gás  $W_g$  na base do *riser* na equação (3.11) é dada pela representação de uma válvula virtual, proposta por Meglio et al. (2010). O comportamento do líquido ao bloquear a bolha de gás pode ser interpretado como uma válvula, que é controlada pela altura de líquido no *riser*; quando a pressão na bolha ( $P_{eb}$ ) é maior que a pressão na base do *riser* ( $P_{rb}$ ), a válvula libera a passagem de gás.  $C_g$  é a constante da válvula. A Figura 3.2 mostra a ilustração do modelo da válvula virtual.

$$W_g = C_g (P_{eb} - P_{rb}) \quad (3.11)$$

$W_{gout}$  e  $W_{lout}$  são, respectivamente, as vazões de gás e líquido através da válvula *choke*. Nas equações (3.12) e (3.13),  $C_{out}$  é o coeficiente da válvula *choke*,  $Z$  é a abertura da válvula,  $\alpha_g$  e  $\alpha_l$  são as frações de gás e líquido no *riser*.

$$W_{gout} = \alpha_g C_{out} Z \sqrt{\rho_L (P_{rt} - P_s)} \quad (3.12)$$

$$W_{lout} = \alpha_l C_{out} Z \sqrt{\rho_L (P_{rt} - P_s)} \quad (3.13)$$

A pressão no ponto de injeção na coluna  $P_{tb}$  é dada pela equação (3.14); onde  $P_{tt}$  é a pressão de gás no topo da coluna,  $\rho_{mt}$  é a massa específica da mistura gás-óleo na

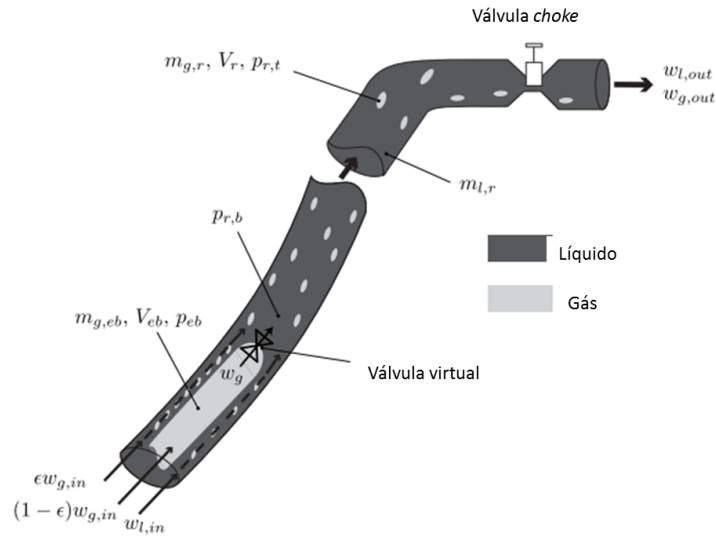


FIGURA 3.2. Ilustração do modelo de válvula virtual proposto por Meglio et al. (2010)  
Fonte: Adaptado de Di Meglio et al. (2012)

coluna,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $H_{vgl}$  é a altura vertical do ponto de injeção até o topo da coluna.

$$P_{tb} = P_{tt} + \rho_{mt}gH_{vgl} \quad (3.14)$$

As pressões na entrada da coluna  $P_{bh}$  e no ponto de medição permanente (PDG)  $P_{pdg}$  são calculadas pelas equações (3.15) e (3.16), em que  $H_t$  é a altura vertical da coluna de produção desde a entrada até o topo,  $H_{pdg}$  é a altura vertical do ponto PDG até o topo da coluna e  $\rho_{mres}$  é a densidade da mistura no reservatório.

$$P_{bh} = P_{pdg} + \rho_{mres}g(H_t - H_{pdg}) \quad (3.15)$$

$$P_{pdg} = P_{tb} + \rho_{mres}g(H_{pdg} - H_{vgl}) \quad (3.16)$$

A pressão na base do riser  $P_{rb}$  é a pressão no topo  $P_{rt}$  somada à pressão hidrostática da coluna de líquido no riser, conforme a equação (3.17).  $m_{L,still}$  é um parâmetro

que representa a mínima massa de líquido no *riser*,  $\theta$  é o ângulo de inclinação médio do *riser* e  $A_r$  é a área da seção transversal do *riser*.

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still})g \sin(\theta)}{A_r} \quad (3.17)$$

$m_{L,still}, C_g, V_{eb}, E, K_w, K_a, K_r$  e  $W_u$  são os parâmetros de ajuste do modelo, os valores otimizados já foram dados e são mostrados na tabela.

TABELA 3.1. Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
$m_{L,still}$	710,98208
$C_g$	2,34608E-05
$C_{out}$	5,81379E+12
$V_{eb}$	9,01595E+16
$E$	0,035822558
$K_w$	0,001021205
$K_a$	0,000176662
$K_r$	246,716473

As demais equações do modelo FOWM serão apresentadas no ApêndiceA.

## 3.2 Modelo para *risers* em S

O modelo utilizado no ajuste de geometria do sistema foi proposto por Nemoto et al. (2015), o qual consiste em um modelo simplificado de quatro estados e descreve apenas *pipeline* e *riser*.

Na Figura 3.3 pode-se observar que a geometria é composta por um *pipeline*, de comprimento  $L_p$ , e quatro segmentos de *riser* de comprimento  $L_{r,i}$  cada um com sua respectiva angulação  $\theta_{r,i}$ .

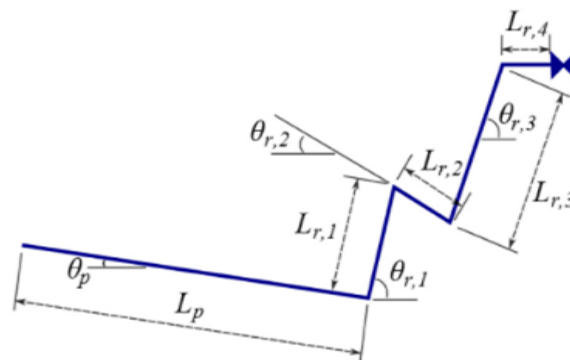


FIGURA 3.3. Geometria simplificada considerada no modelo de Nemoto et al. (2015).  
Fonte: Nemoto et al. (2015).

### 3.3 Ajuste da geometria do modelo FOWM para *riser* em S

Por ser um modelo simplificado, a geometria do sistema terá implicação direta apenas na pressão hidrostática da coluna de líquido do *riser*. Portanto, o segundo termo da equação (3.17) do modelo FOWM é substituído pelo somatório das pressões hidrostáticas de cada seção do *riser*.

$H_{lr,i}$  é a altura de líquido de cada seção na vertical, calculada a partir da equação (3.18).

$$H_{lr,i} = L_{lr,i} \sin(2\pi\theta_{r,i}/360) \quad (3.18)$$

$L_{lr,i}$  é o comprimento que o líquido ocupa em cada seção do *riser*, e possui valor entre zero e o comprimento total da seção, dado por  $L_{r,i}$ .  $V_{lr}$  é o volume total de líquido no *riser*, calculado na equação (3.19),  $V_{r,i}$  é o volume da seção  $i$  do *riser* e  $A_{ss}$  é a área da seção transversal.

$$V_{lr} = \alpha_{l,r} \sum_{i=1}^4 V_{r,i} \quad (3.19)$$

$$\alpha_{l,r} = \frac{m_{l,r}}{m_{l,r} + m_{g,r}} \quad (3.20)$$

O comprimento ocupado pelo líquido em cada seção do *riser*,  $L_{lr,i}$ , é calculado com o seguinte algoritmo baseado no modelo de Nemoto et al. (2015) :

```

if  $V_{lr} > V_{r,1}$  then
     $L_{lr,1} = L_{r,1}$ 
    if  $(V_{lr} - V_{r,1}) > V_{r,2}$  then
         $L_{lr,2} = L_{r,2}$ 
        if  $(V_{lr} - V_{r,1} - V_{r,2}) > V_{r,3}$  then
             $L_{lr,3} = L_{r,3}$ 
            if  $(V_{lr} - V_{r,1} - V_{r,2} - V_{r,3}) > V_{r,4}$  then
                 $L_{lr,4} = L_{r,4}$ 
            else
                 $L_{lr,3} = (V_{lr} - V_{r,1} - V_{r,2} - V_{r,3}) / A_{ss}$ 
            end if
        else
             $L_{lr,3} = (V_{lr} - V_{r,1} - V_{r,2}) / A_{ss}$ 
        end if
    else
         $L_{lr,2} = (V_{lr} - V_{r,1}) / A_{ss}$ 
    end if
else
     $L_{lr,1} = V_{lr} / A_{ss}$ 
end if

```

### 3.4 Simulações

Para efetuar as simulações dinâmicas, foi usado o aplicativo *Jupyter Notebook* na linguagem *python*; foram utilizadas na simulação as bibliotecas *numpy*, *matplotlib.pyplot* e *scipy.integrate*.

Em todas as simulações foram mantidos os dados do poço real conforme aplica-



dos no modelo FOWM originalmente; a Tabela 3.2 mostra os dados do poço A usados no trabalho de Diehl et al. (2017).

TABELA 3.2. Parâmetros utilizados na simulação: dados de um poço real.

Parâmetro (unidade)		Valor
$\rho_L(\text{kg/m}^3)$	Massa específica do líquido	900
$P_r(\text{bar})$	Pressão no reservatório	225
$P_s(\text{bar})$	Pressão no separador	10
$\alpha_{gr}$	Fração de gás no reservatório	0,0188
$\rho_{mres}(\text{kg/m}^3)$	Massa específica da mistura no reservatório	892
$M(\text{kg/kmol})$	Massa molar do gás	18
$L_r(\text{m})$	Comprimento total do <i>riser</i>	1569
$L_{fl}(\text{m})$	Comprimento do <i>flowline</i>	2928
$L_t(\text{m})$	Comprimento da coluna de produção	1639
$L_a(\text{m})$	Comprimento da região anular	1118
$H_t(\text{m})$	Altura da coluna de produção	1279
$H_{pdg}(\text{m})$	Altura do topo da coluna até o PDG	1117
$H_{vgl}(\text{m})$	Altura do topo da coluna até o ponto de injeção GL	916
$D_{ss}(\text{m})$	Diâmetro da seção transversal do riser	0,15
$D_t(\text{m})$	Diâmetro da coluna de produção	0,15
$D_a(\text{m})$	Diâmetro equivalente da região anular	0,14

Dado os ajustes na simulação para configurar a geometria de um *riser* em S, foram mantidos os parâmetros originais e o comprimento e ângulo das seções inferior e superior do *riser*, como forma de estabelecer um padrão de comparação apenas para o impacto da existência de seção intermediária. Esses parâmetros estão apresentados na tabela 3.3.

Posteriormente, foi variada a abertura da válvula choke de 1 a 100% para identificar o ponto crítico onde começa a instabilidade relacionada às golfadas severas. A variação da abertura da válvula foi simulada com dois comprimentos de seção intermediária  $L_{r,2}$ , zero e 400 metros.  $L_{r,2}$  igual a zero configura um *riser* catenário livre,  $L_{r,2}$  igual a 400 metros um *riser* em S.

TABELA 3.3. Parâmetros geométricos utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
$L_{r,1}$ (m)	785,5
$L_{r,3}$ (m)	785,5
$\theta_{r,1}$ (graus)	78.69
$\theta_{r,3}$ (graus)	67.34

Na investigação da relação dos parâmetros geométricos individualmente, foi necessário aumentar o comprimento da seção superior, para que a altura total se mantivesse, como mostra a equação 3.21.

$$L_{r,3} = 785,5 + \frac{L_{r,2} \sin \theta_{r,2}}{\sin \theta_{r,3}} \quad (3.21)$$

Foram simulados comprimentos de zero, 400 e 800 metros, e ângulos de zero, -30 e -60 graus. Quando variado o comprimento, o ângulo  $\theta_{r,2}$  foi mantido em 0 graus (segmento na horizontal). Quando variado o ângulo, o comprimento  $L_{r,2}$  foi mantido em 400 metros.

# Capítulo 4

## Resultados e Discussão

### 4.1 Impacto da geometria com segmento intermediário

O comportamento característico de golfadas severas pode ser analisado em diagramas de bifurcação típicos. Matematicamente, as oscilações de pressão e vazão representam uma bifurcação *Hopf*, caso em que as soluções numéricas variam em torno de um estado estacionário (ABED; FU, 1986; GEREVINI et al., 2016). Para uma abertura fixa de válvula, essas oscilações são estáveis e apresentam uma média constante no tempo. As variáveis analisadas serão a vazão mássica total de produção  $W_{out}$  e a pressão no ponto PDG  $P_{pdg}$ , abaixo da coluna de produção, onde existe instrumentação e medição permanente da pressão.

Como forma de representar um *riser* que não seja de geometria em S, o modelo ajustado foi simulado com comprimento  $L_{r,2}$  igual a zero, dessa forma a seção intermediária, ou de flutuação, deixa de existir. Assim, a seção inferior e a seção superior ficam interligadas e o *riser* se torna um catenário livre.

Os diagramas de bifurcação são apresentados na Figura 4.1 e 4.2. Para o comprimento  $L_{r,2}$  igual a zero (*riser* sem seção flutuante) a abertura crítica está entre 25 e 30%. Na mesma figura percebe-se que a adição da seção intermediária aumenta potencialmente a abertura da válvula sem que ocorram golfadas severas, chegando a aproximadamente 30% de abertura para o caso do comprimento  $L_{r,2}$  ser de 400 metros.

Analisando isoladamente o diagrama de um dos sistemas, é possível identificar

a queda da vazão média de produção na ocorrência de golfadas severas, essa queda é causada pelos ciclos intermitentes com curtos períodos de alta produção de óleo seguido de longos períodos de produção de gás. Também ocorre elevação da pressão no ponto PDG, pois na maior parte do tempo, durante a o regime de golfadas severas, há um aumento da pressão hidrostática do sistema devido à massa específica ser puramente do líquido e não mais da mistura gás-líquido.

Entretanto, com a inserção da seção intermediária a vazão de produção permanece maior e a pressão no ponto PDG permanece menor, em comparação a de um *riser* sem seção flutuante.

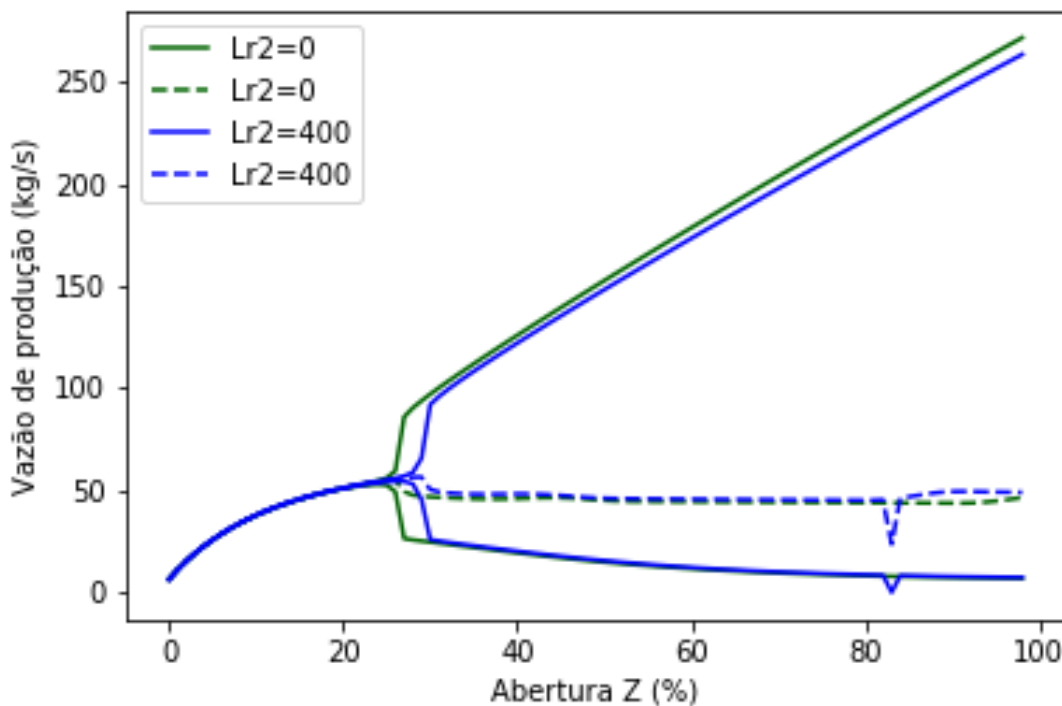


FIGURA 4.1. Diagrama de bifurcação: vazão versus abertura da válvula de produção. Em tracejado o valor médio das oscilações. Obtido com comprimento da seção intermediária  $L_{r,2}$  igual a zero (catenário livre) e 400 metros.

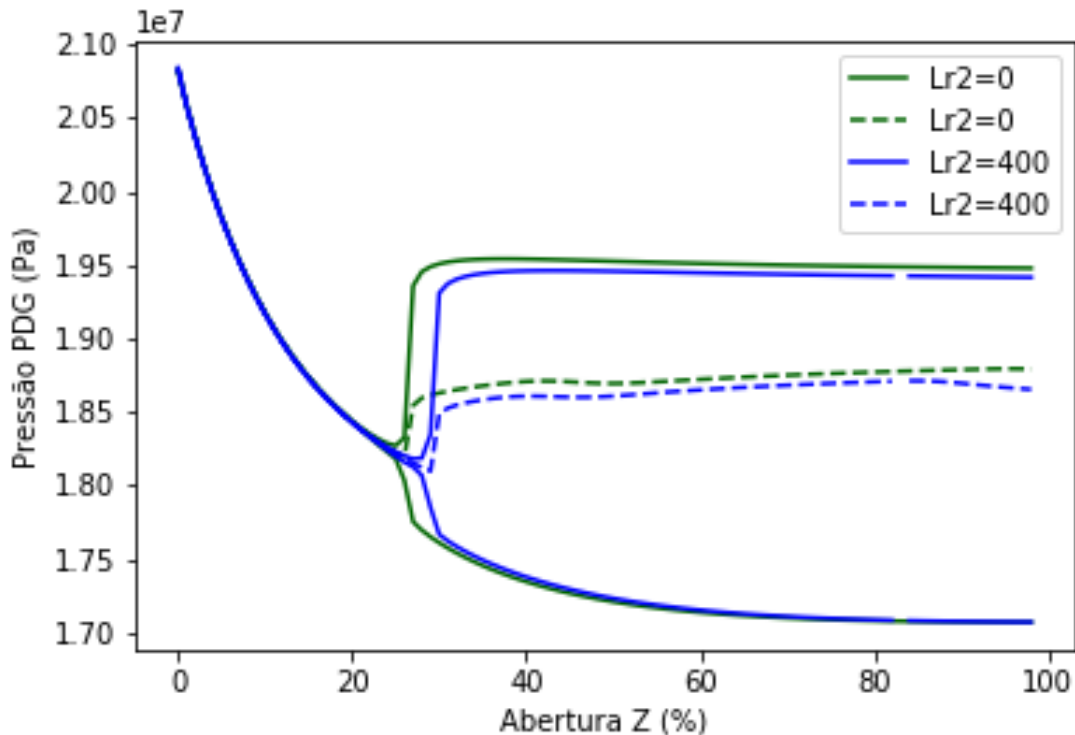


FIGURA 4.2. Diagrama de bifurcação: pressão no ponto PDG versus abertura da válvula de produção. Em tracejado o valor médio das oscilações. Obtido com comprimento da seção intermediária  $L_{r,2}$  igual a zero (catenário livre) e 400 metros.

## 4.2 Impacto dos parâmetros geométricos do segmento na amplitude das golfadas e produção

Como forma de identificar a influência dos parâmetros da seção intermediária, foram gerados gráficos de vazão de produção e de pressão no ponto PDG em função do comprimento  $L_{r,2}$  e do ângulo da seção  $\theta_{r,2}$ .

A Figura 4.3 mostra que a amplitude da golfada diminui conforme o aumento do comprimento da seção intermediária, acompanhada de um leve aumento da vazão média de produção devido ao descolamento da amplitude para vazões maiores.

A Figura 4.4 mostra que a amplitude da pressão na base do riser diminui com o aumento do comprimento da seção intermediária. Porém, ao contrário da vazão, o deslocamento da pressão média na base do riser é para pressões menores.

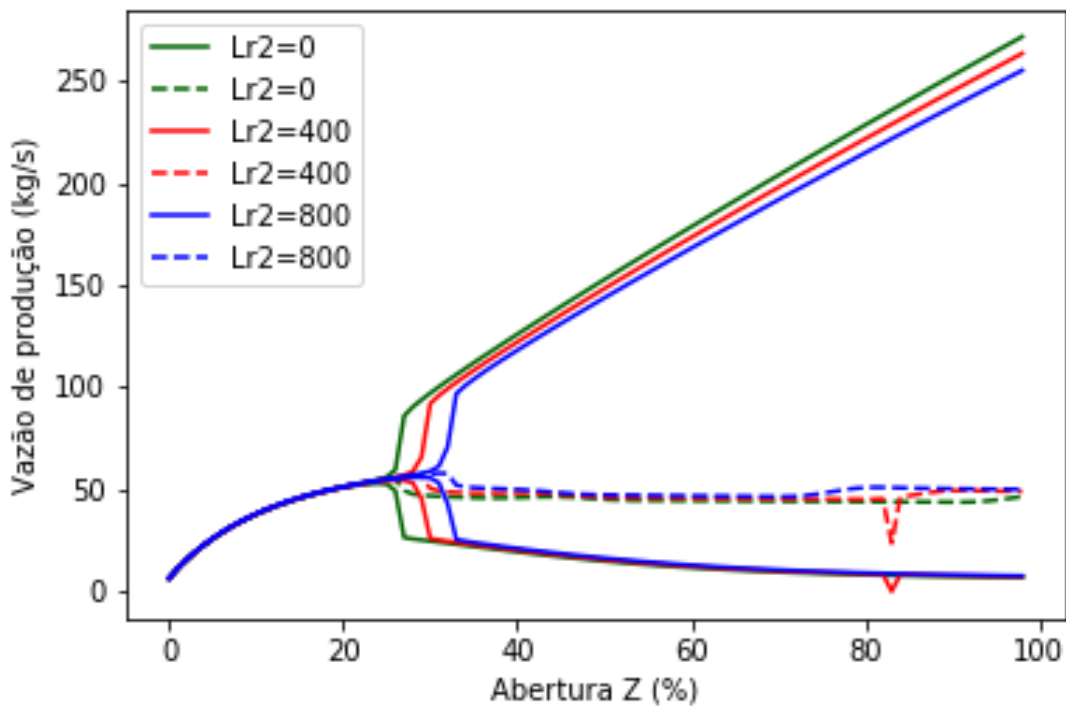


FIGURA 4.3. Variação da vazão de produção em função do comprimento da seção intermediária, com comprimentos  $L_{r,2}$  de zero, 400 e 800 metros.

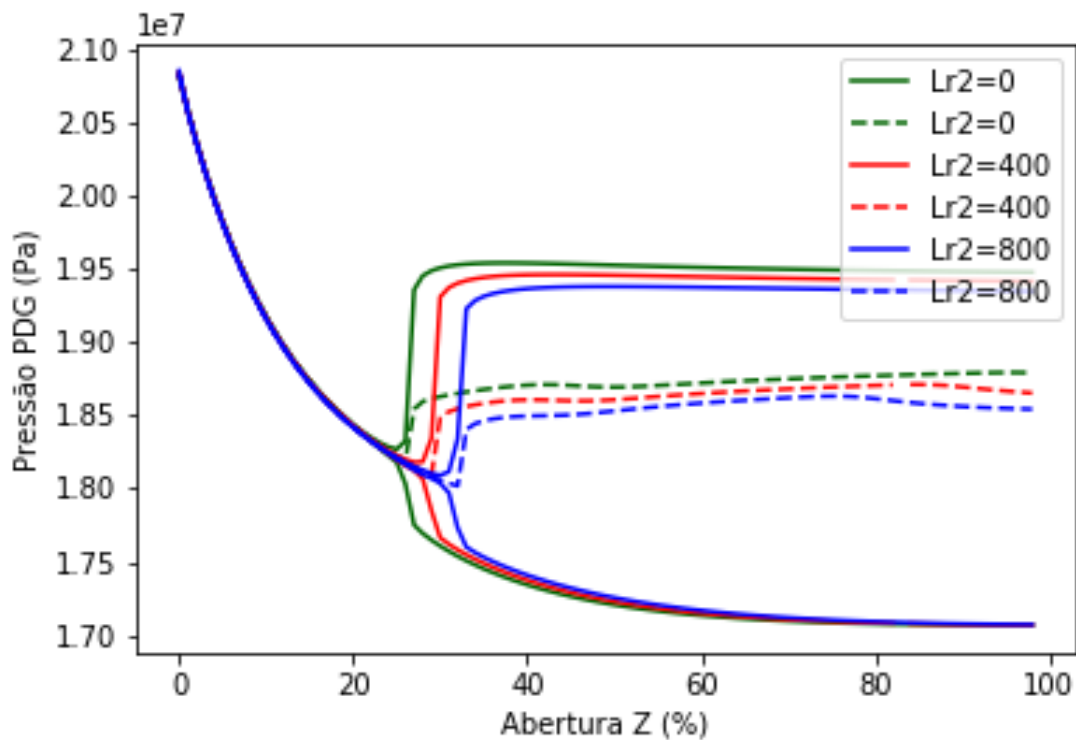


FIGURA 4.4. Variação da pressão no ponto PDG em função do comprimento da seção intermediária, com comprimentos  $L_{r,2}$  de zero, 400 e 800 metros.

A variação do ângulo entre zero e inclinação de 60 graus negativa mostra um efeito pouco pronunciado de redução da amplitude oscilatória. Na Figura 4.5 é possível ver o aumento da vazão média de produção quanto maior a inclinação. Na Figura 4.6 se percebe uma redução da pressão média pelo aumento da inclinação.

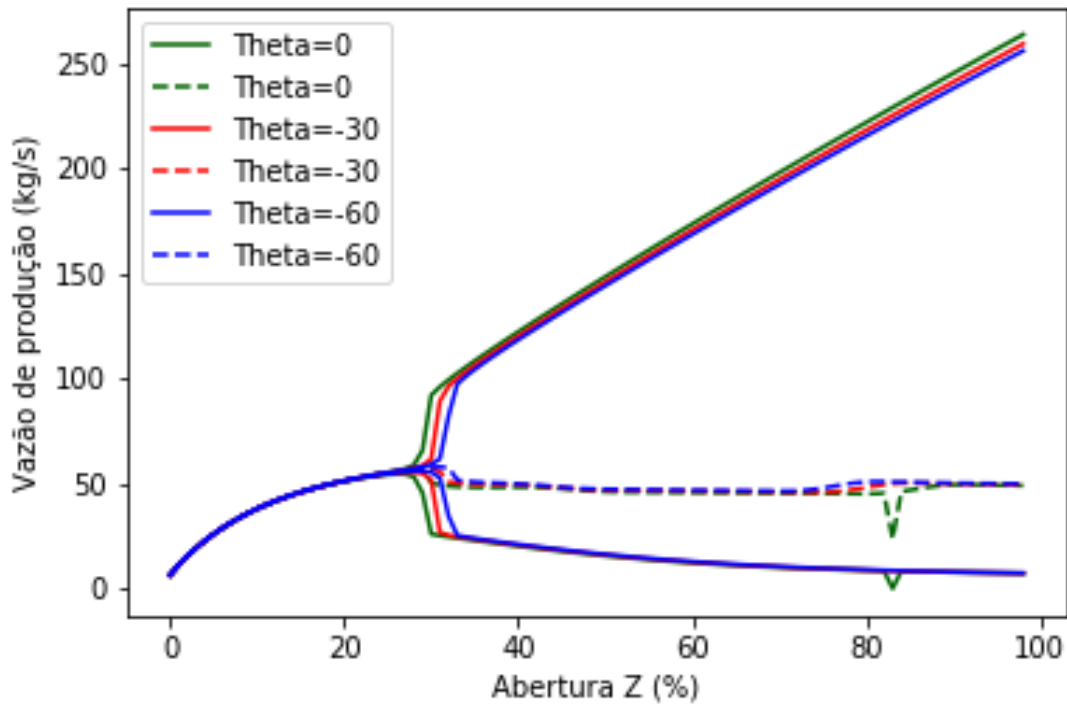


FIGURA 4.5. Variação da vazão de produção em função da angulação da seção intermediária, com  $\theta_{r,2}$  igual a zero, -30 e -60 graus.

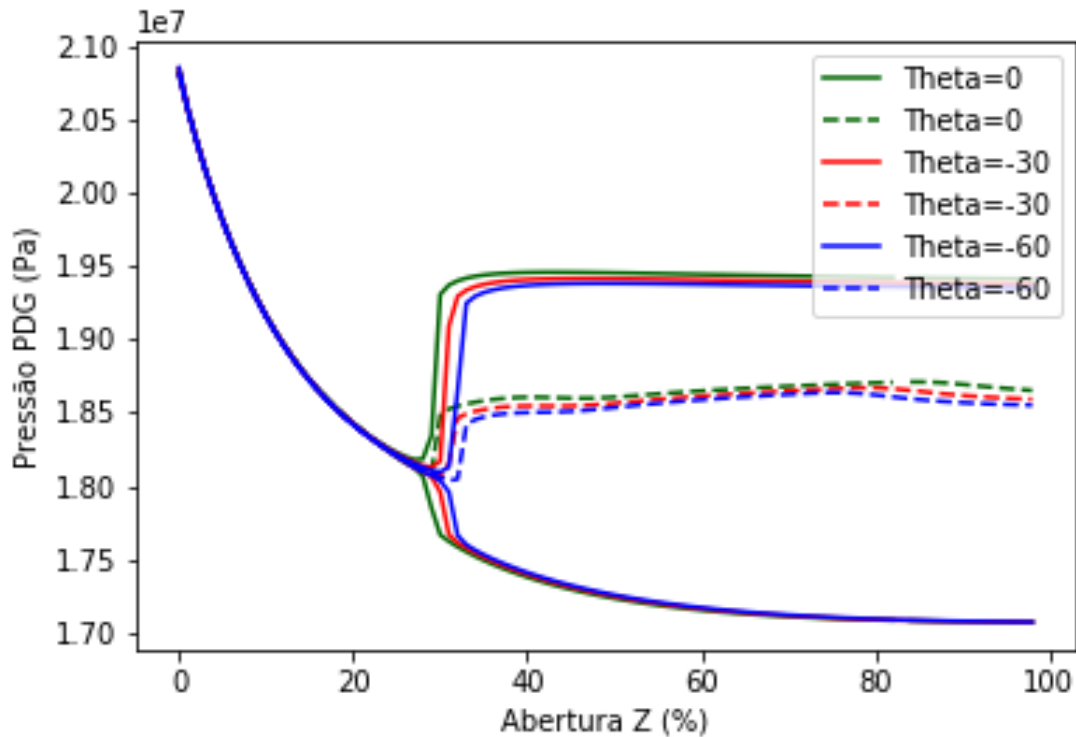


FIGURA 4.6. Variação da pressão no ponto PDG em função da angulação da seção intermediária, com  $\theta_{r,2}$  igual a zero, -30 e -60 graus.

Quando as características da geometria em S são favorecidas, o comportamento da vazão e da pressão são explicados pelo retardo da ocorrência de golfadas com a abertura da válvula. Ocorre redução das amplitudes de oscilação, aumento da vazão média de produção e queda da pressão no ponto PDG.

Tal fato pode ser justificado com base em dois posicionamentos da literatura: Tin (1991) afirma que *risers* em S se comportam como dois catenários livres sobrepostos; Pedersen et al. (2017) sustenta o fato de que *risers* maiores tem golfadas severas mais rigorosas. Assim, pode-se decifrar o comportamento que ocorre na geometria de *risers* em S como um conjunto das duas ideias, pois, quando sobrepostos, os *risers* acabam por formar dois *risers* menores de modo a mitigar as golfadas severas.

O gráfico da Figura 4.7 foi gerado para combinações de pares de parâmetros comprimento e ângulo da seção intermediária. A figura apresenta o ponto *Hopf* para valores de comprimento entre 0 e 400 metros e ângulo de 0 a -60 graus. Fica evidente



que ambos os parâmetros tem influência direta no aumento do ponto *Hopf*, sendo o ângulo o parâmetro que mais influencia para esse resultado quando na existência de seção intermediária.

A tabela 4.1 mostra o potencial ganho em abertura (*Hopf*) e vazão de produção quando inseridos o comprimento de 400 metros e o ângulo de -60 graus. A vazão de produção quase dobra em relação a um *riser* catenário livre quando inserida seção intermediária de 400 metros e inclinação de 60 graus.

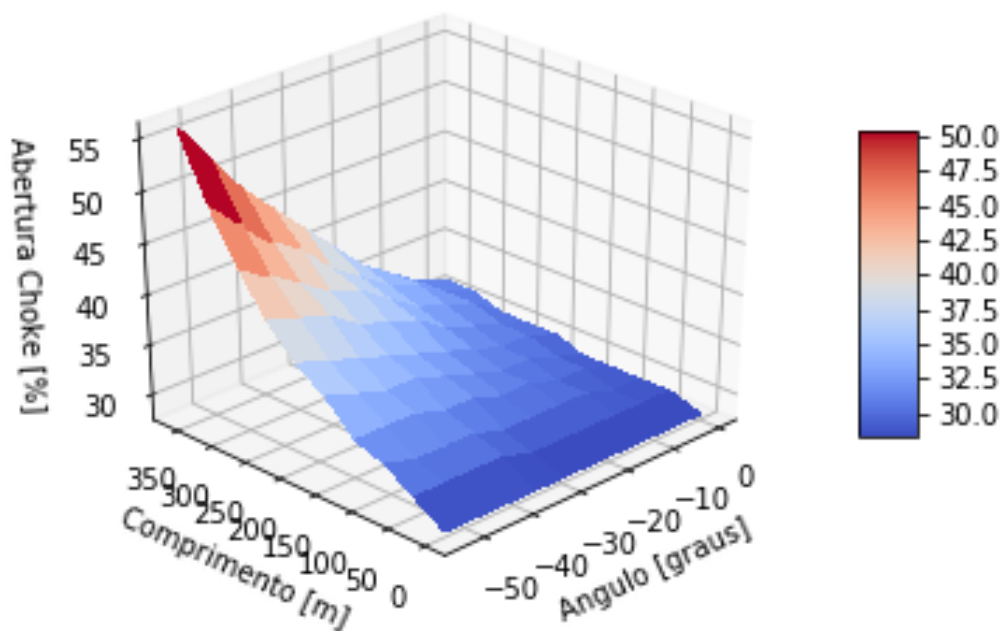


FIGURA 4.7. Ponto *Hopf* em função da angulação e do comprimento da seção intermediária

TABELA 4.1. Resultados a partir de combinações de parâmetros

Comprimento (m)	Ângulo (graus)	Hopf (%)	vazão de produção (kg/s)
zero	zero	28	13,2
400	zero	31	14,6
400	-60	56	24,8



# Capítulo 5

## Conclusões e Trabalhos Futuros

### 5.1 Conclusões

O conceito "garantia de escoamento", conhecido na indústria de petróleo, abrange todas as estratégias e procedimentos necessários para garantir o escoamento dos fluidos do reservatório até o destino final. Dos desafios enfrentados na "garantia de escoamento", a instabilidade relacionada ao escoamento multifásico que gera o regime de golfadas severas é o mais crítico dos problemas em exploração e produção.

A necessidade de evitar que golfadas severas, devido ao risco operacional agregado, acarreta em redução da produção como uma consequência da solução disponível. O presente trabalho investigou os efeitos de geometrias complexas de *risers* em sistemas *offshore* no regime de golfadas severas. De forma a contribuir para o entendimento do controle de golfadas em sistemas do tipo *risers* em S, assim como levar ao entendimento dos fatores geométricos que influenciam na mitigação do fenômeno de golfadas.

Para atingir os objetivos, foi utilizado o modelo simplificado Fast Offshore Well Model (FOWM) publicado por Diehl et al. (2017) com adaptações de geometria baseado no modelo publicado por Nemoto et al. (2015). Os diagramas de bifurcação gerados mostram um potencial ganho na abertura da válvula de produção quando inserida a seção intermediária flutuante no *riser*, portanto, pode-se dizer que a geometria em S interfere positivamente na produção, permitindo uma maior abertura sem desestabilizar o escoamento.

Por fim, sugere-se que esses resultados sejam validados por modelos de simuladores, mais complexos e que descrevem mais precisamente o comportamento do sistema. O modelo contendo os ajustes sugeridos neste trabalho pode ser investigado para aplicações de controle de golfadas de sistemas de geometrias complexas. Além disso, outros critérios de geometria podem ser variados, como a altura da seção flutuante, o comprimento das seções e o diâmetro do *riser*.

# Referências Bibliográficas

- ABED, E. H.; FU, J. H. Local feedback stabilization and bifurcation control, I. Hopf bifurcation. *Systems and Control Letters*, v. 7, n. 1, p. 11–17, 1986. ISSN 01676911.
- ARRUDA, M. D. S. V.; MARTINS, M. A. d. L.; LAGES, E. N. Otimização dos flutuadores de risers com catenária em configuração complexa. *Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas*, v. 32, n. 2, p. 149–164, 2012. ISSN 16765451.
- BAI, Y.; BAI, Q. Riser Engineering. In: *Subsea Pipelines and Risers*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 497.
- BENDIKSEN K. H., M. D. M. R. . N. S. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. *SPE Production Engineering*, v. 6(02), n. 06, p. 171—180, 1991.
- BILTOFT, J.; HANSEN, L.; PEDERSEN, S.; YANG, Z. *Recreating riser slugging flow based on an economic lab-sized setup ?* IFAC, 2013. v. 5. 47–52 p. ISSN 14746670. ISBN 9783902823380. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3182/20130703-3-FR-4039.00032>>.
- Di Meglio, F. *Dynamics and control of slugging in oil production*. Tese (Doutorado), 2011.
- Di Meglio, F.; PETIT, N.; ALSTAD, V.; KAASA, G. O. Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. *Journal of Process Control*, Elsevier Ltd, v. 22, n. 4, p. 809–822, 2012. ISSN 09591524. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jprocont.2012.02.014>>.
- DIEHL, F. C.; ANZAI, T. K.; ALMEIDA, C. S.; Von Meien, O. F.; NETO, S. S.; ROSA, V. R.; CAMPOS, M. C.; REOLON, F.; GEREVINI, G.; RANZAN, C.; FARENZENA, M.; TRIERWEILER, J. O. Fast Offshore Wells Model (FOWM): A practical dynamic model for multiphase oil production systems in deepwater and ultra-deepwater scenarios. *Computers and Chemical Engineering*, v. 99, p. 304–313, 2017.
- EIKREM, G. O.; AAMO, O. M.; FOSS, B. A. On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control. *SPE Production & Operations*, v. 23, n. 02, p. 268–279, 2008. ISSN 1930-1855.
- GEREVINI, G.; APIO, A.; TRIERWEILER, J. O.; FARENZENA, M. Increase of Oil Production in Offshore Production Systems through NMPC Control. n. October, 2016.
- GEREVINI, G. G.; FARENZENA, M.; TRIERWEILER, J. O. Slugging attenuation using Nonlinear Model Predictive Control in offshore oil production. *Journal of Petroleum*

*Science and Engineering*, Elsevier Ltd, v. 165, n. August 2017, p. 187–198, 2018. ISSN 0920-4105. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.054>>.

JAHANSHAHI, E. *Control Solutions for Multiphase Flow Linear and nonlinear approaches to anti-slug control*. 162 p. Tese (Doutorado) — Norwegian University of Science and Technology, 2013.

JAHANSHAHI, E.; SKOGESTAD, S. *Simplified dynamical models for control of severe slugging in multiphase risers*. IFAC, 2011. v. 44. 1634–1639 p. ISSN 14746670. ISBN 9783902661937. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.00981>>.

JAHANSHAHI, E.; SKOGESTAD, S. Simplified Dynamic Models for Control of Riser Slugging in Offshore Oil Production. *Oil and Gas Facilities*, v. 3, n. 06, p. 080–088, 2015. ISSN 2224-4514.

JAHANSHAHI, E.; SKOGESTAD, S.; HANSEN, H. *Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells*. IFAC, 2012. v. 8. 93–100 p. ISSN 14746670. ISBN 9783902823052. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3182/20120710-4-SG-2026.00110>>.

LI, W.; GUO, L.; XIE, X. Effects of a long pipeline on severe slugging in an S-shaped riser. *Chemical Engineering Science*, v. 171, p. 379–390, nov 2017. ISSN 00092509. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250917303305>>.

MEGLIO, F. D.; KAASA, G. O.; PETIT, N.; MEGLIO, F. D.; KAASA, G. O.; PETIT, N.; MEGLIO, F. D.; KAASA, G.-o.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. In: *48th IEEE Conference on Decision and Control*. [S.l.: s.n.], 2010.

MOKHATAB, S.; TOWLER, B. F. Severe slugging in flexible risers: Review of experimental investigations and OLGA predictions. *Petroleum Science and Technology*, v. 25, n. 7, p. 867–880, 2007. ISSN 10916466.

MONTGOMERY, J. A.; YEUNG, H. C. The Stability of Fluid Production From a Flexible Riser. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 124, n. 2, p. 83, 2002. ISSN 01950738.

NEMOTO, R. H.; ABROL, S.; BECQUIN, G. Simplified Model for Control of Severe Slugging in S-Shaped Risers. *Offshore Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers (SPE), oct 2015.

NUNES, G. C.; MEDEIROS, J. L. de; ARAÚJO, O. d. Q. F. Modelagem e controle na produção de petróleo Aplicações em Matlab. In: LTDA, E. B. (Ed.). Sao Paulo: [s.n.], 2010. cap. 14, p. 313–319.

OHREM, S. J.; HOLDEN, C.; JAHANSHAHI, E.; SKOGESTAD, S. Adaptive Anti-Slug Control. *Proceedings of the American Control Conference, AACC*, p. 444–449, 2017. ISSN 07431619.

- PARK, S.; INDUSTRIES, H. H.; NYDAL, O. J. Study on Severe Slugging in an S-Shaped Riser: Small-Scale Experiments Compared With Simulations. *Oil and Gas Facilities*, n. August, p. 72–80, 2014.
- PEDERSEN, S.; DURDEVIC, P.; YANG, Z. Review of slug detection, modeling and control techniques for offshore oil & gas production processes. In: *IFAC-PapersOnLine*. [s.n.], 2015. v. 28, n. 6, p. 89–96. ISSN 24058963. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2405896315008824>>.
- PEDERSEN, S.; DURDEVIC, P.; YANG, Z. *Challenges in slug modeling and control for offshore oil and gas productions: A review study*. 2017. 270–284 p. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932216300672>>.
- PETROBRÁS. *Petrobras- Tecnologias pioneiras do Pré-Sal*. 2019. Disponível em: <<https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#5>>.
- PETROBRÁS. *Pré-Sal: Produção de Petróleo e Gás Natural | Petrobras*. 2019. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>.
- SINEGRE, L.; PETIT, N.; MENEGATTI, P. Predicting instabilities in gas-lifted wells simulation. p. 8 pp., 2006.
- THOMAS, B.; BENIRSCHKE, A.; SARKAR, T. Parque das Conchas (BC-10) Steel Lazy Wave Riser Installation, Pre-abandonment, Recovery and Transfer Challenges. In: *OTC 20605*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–12.
- TIN, V. Severe Slugging in Flexible Risers. *Proceedings from the 5th International Conference on Multiphase Technology. Cannes, France.*, p. 507–525, 1991.
- VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive. *Journal of Petroleum Technology*, v. 20, n. 1, p. 83–92, 1968. ISSN 0149-2136.
- WANG, C. Y.; ZHANG, H. H.; DUAN, M. L. Risk Assessment of Subsea X-Tree System. *Applied Mechanics and Materials*, v. 148-149, p. 1000–1006, 2012.
- WANG, J.; DUAN, M. A nonlinear model for deepwater steel lazy-wave riser configuration with ocean current and internal flow. *Ocean Engineering*, v. 94, p. 155–162, 2015.
- XING, L.; YEUNG, H.; SHEN, J.; CAO, Y. Experimental study on severe slugging mitigation by applying wavy pipes. *Chemical Engineering Research and Design*, Institution of Chemical Engineers, v. 91, n. 1, p. 18–28, 2013. ISSN 02638762. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2012.06.020>>.
- XING, L.; YEUNG, H.; SHEN, J.; CAO, Y. Numerical study on mitigating severe slugging in pipeline/riser system with wavy pipe. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 53, p. 1–10, jul 2013. ISSN 03019322. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932213000177>>.

YEHUDA, T. Stability of severe slugging. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 12, n. 2, p. 203–217, 1986. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0301932286900261>>.

YOCUM, B. T. Offshore Riser Slug Flow Avoidance: Mathematical and Optimization. *Society of Petroleum Engineers of Aime*, SPE 4312, 1973.



# Apêndice A

## Metodologia

As demais equações do modelo FOWN serão apresentadas a seguir.

Densidade do gás na região anular:

$$\rho_{ai} = \frac{MP_{ai}}{RT} \quad (\text{A.1})$$

Pressão na região anular:

$$P_{ai} = \left( \frac{RT}{VaM} + \frac{gLa}{Va} \right) m_a \quad (\text{A.2})$$

Pressão no topo da coluna de produção:

$$P_{tt} = \frac{\rho_{gt}RT}{M} \quad (\text{A.3})$$

Pressão no topo do riser:

$$P_{rt} = \frac{m_{gr}RT}{M(\omega_u V_{ss} - \frac{m_{lr} + m_{Lstill}}{\rho_L})} \quad (\text{A.4})$$

Massa específica da mistura na coluna de produção:

$$\rho_{mt} = \frac{m_{gt} + m_{lt}}{V_t} \quad (\text{A.5})$$

Massa específica do gás na coluna de produção:

$$\rho_{gt} = \frac{m_{gt}}{V_{gt}} \quad (\text{A.6})$$

Volume de gás na coluna de produção:

$$V_{gt} = V_t - \frac{m_{lt}}{\rho_L} \quad (\text{A.7})$$

Área da seção transversal do *riser* e do *flowline*:

$$A_{ss} = \frac{\pi_t D_{ss}^2}{4} \quad (\text{A.8})$$

Volume do *riser* e do *flowline*:

$$V_{ss} = \frac{\pi_t D_{ss}^2 L_r}{4} + \frac{\pi_t D_{ss}^2 L_{fl}}{4} \quad (\text{A.9})$$

Volume da região anular:

$$V_a = \frac{\pi_t D_a^2 L_a}{4} \quad (\text{A.10})$$

Volume da coluna de produção:

$$V_t = \frac{\pi_t D_t^2 L_t}{4} \quad (\text{A.11})$$